

2. Закирьянова Г.Т. О влиянии высокочастотного и низкочастотного электрических полей на кинетику отстоя эмульсии / Г.Т. Закирьянова, Л.А. Ковалева, А.А. Мусин, Н.М. Насыров // Физика волновых процессов и радиотехнические системы. 2010. – Т. 13, № 2. – С. 83–89.
3. Кислицын А.А. Численное моделирование процесса нагрева нефтяного пласта высокочастотным электромагнитным излучением / А.А. Кислицын, Р. И. Нигматулин // ПМТФ. 1990. № 4. С. 59–65.
4. Саяхов Ф.Л. Особенности фильтрации и течения жидкости при воздействии ВЧ электромагнитного поля / Ф.Л. Саяхов // Физикохимическая гидродинамика: Межвузовский сб. – Уфа, 1981, – С. 108–120
5. Шипулин А.В., Купавых А.С. Опыт применения технологии избирательного баровоздействия // Нефть.Газ.Новации. – 2016. – № 12 (195). – С. 71–74.

АНАЛИЗ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА М.М. Зинченко

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятков

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроразрыв пласта представляет собой метод механического воздействия на призабойную зону пласта, который заключается в создании новых или раскрытии существующих трещин. Это происходит за счет высокого давления жидкости, которая фильтруется в пласт. За счет этого происходит интенсификация добычи нефти и повышение нефтеотдачи.

Использование данной технологии получило широкое применение на месторождениях нашей страны, т.к. она позволяет не только увеличить приток нефти к забою скважины, но и увеличить конечную нефтеотдачу пласта.

Однако поведение скважин после проведения гидроразрыва не всегда соответствует ожидаемому.

По окончании распределения давления скважина разгерметизируется (если имеется избыточное буферное давление - скважина предварительно глушится). Вызов притока предпочтительнее производить путем свабирования, но при отсутствии соответствующего оборудования, может производиться глубинными насосами или компрессором.

Спустив в скважину глубинно-насосное оборудование, бригада выполняет полный комплекс заключительных работ - монтаж устьевого оборудования, демонтаж подъемного агрегата, уборка рабочей площадки и сдача скважины заказчику.

В первые 2-3 месяца после гидравлического разрыва пласта происходит максимальное повышение притока флюида в скважину. В дальнейшем в течение в среднем 1,3 года происходит постепенный спад продуктивности скважин, причем во втором году эксплуатации прирост дебита составляет 40% от первоначального. Существуют случаи постепенного повышения дебита скважин после гидравлического разрыва пласта в течение более 3-х месяцев. Однако, такое происходит довольно редко [1].

Поведение многих скважин после проведения гидроразрыва отличается от ожидаемого. При этом зачастую это зависит не столько от качества проведения гидроразрыва, сколько от работ, которые производились на скважине уже после него.

Очевидно, что скважина, обладающая после гидроразрыва пласта повышенной приемистостью, в процессе проведения этих операций активно поглощает солевой раствор и воду, вследствие чего фазовая проницаемость коллектора и пропанта падает. Кроме того, на забой зачастую оседает пачка солевого раствора, снижая депрессию на пласт, что при невысоких пластовых давлениях существенно снижает продуктивность скважины.

Эффективность проведения гидроразрыва зависит от величины разницы между поверхностным и расчетным давлениями. Фактическое превышение поверхностного над расчетным давлением может появляться по различным причинам.

Рассмотрим эти причины подробнее.

1. Низкая вязкость геля. При высоких темпах закачки низковязкой жидкости (4-5 м³/мин) через насосно-компрессорные трубы 0,0889 м потери давления на трение превышают потери давления на трение для геля вязкостью 1,4-1,5 МПа*с в 1,5-2 раза из-за появления турбулентного режима потока [2].

Поэтому превышение поверхностного давления над расчетным на 30-40% при темпе закачки 4 м³/мин., или 50-60% при темпе закачки 5 м³/мин может служить признаком того, что в колонну насосно-компрессорных труб закачивается некondиционный гель или же в процессе движения геля в колонне происходит его разложение. Оба описанных варианта приводят к «стоупу» из-за снижения эффективности и транспортирующей способности геля. Эта проблема может иметь место при завышении концентрации блейкера; превышение температуры замешивания геля (более 40° С); содержание воды в рабочей жидкости завышено, что приводит к ускорению срабатывания блейкера. Все эти проблемы уже встречались в практике и сейчас применяются все меры для исключения их возникновения.

2. При наличии сильно закальматированной зоны вокруг ствола скважины может иметь место значительное превышение значения поверхностного давления над расчетным. Однако такое повышение давления относительно кратковременно. Как правило, загрязненная зона прорывается после закачки 10-15 м³ геля и после этого давление снижается до близкого к расчетному [1]. При этом фильтрация жидкости может превысить расчетное значение, и давление жидкости оказывается недостаточным для образования трещины необходимых размеров.

Отрицательное влияние на ход гидравлического разрыва пласта может оказать как избыточное, так и недостаточное количество перфотверстий. При избыточном числе скорости протекания геля настолько мала, что он теряет способность транспортировать пропант. Кроме того, при расчлененности пласта, наличии нескольких интервалов перфорации и плотности прострела более 3-х отверстий на один метр трудно обеспечить равномерное распределение пропанта по пропласткам. Не имея сопротивления на своем пути пропант в основной своей массе попадает в верхний интервал продуктивного пласта. С другой стороны, при недостаточном количестве

перфоотверстий создается сильное сопротивление потоку. Если отверстий недостаточно, то при высоких темпах закачки сопротивление потоку становится настолько большим, что появляется опасность образования пробки пропанта в приствольной зоне трещины.

Диаметр перфоотверстий также имеет большое влияние на качество производства гидравлического разрыва пласта. Для материалов пропанта, входящих в рамки 10-20 диаметр перфоотверстий для беспрепятственной закачки концентрации 1000 кг/м должен быть в 12 раз больше диаметра крупинки пропанта, а для пропанта 20-40 в тех же условиях - в 6 раз больше [2]. В противном случае возможна закупорка перфоотверстий пропантом.

С другой стороны, при малых диаметрах перфоотверстий и их ограниченном количестве, при прохождении геля через перфоотверстия его вязкость резко снижается из-за резкого увеличения скорости потока и появления турбулентности. Особенно это касается гелей на нефтяной основе.

Таким образом, не всегда можно говорить об эффективности технологии гидроразрыва. Все перечисленные моменты могут привести к остановке процесса гидроразрыва пласта и снизить или свести на нет его эффективность.

Литература

1. Билинчук Александр Васильевич. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты: на примере месторождений ОАО «Славнефть-Мегийоннефтегаз»: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17. - Москва, 2006. - 144 с.: ил. РГБ ОД, 61 07-5/347
2. Саранча А.В. и др. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении / А.В. Саранча, В.В. Федоров, Д.А. Митрофанов, О.П. Зотова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА

В.Г. Зипир

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

При эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей традиционными методами на истощение не используется система поддержания пластового давления. Транспортировка флюида от скважин до пункта сбора и подготовки продукции и далее по магистральному газопроводу на ранней стадии разработки месторождения, как правило, происходит за счет энергии пласта. Поэтому основным критерием рациональной разработки является постоянный мониторинг термобарического состояния залежи. При водонапорном режиме эксплуатации залежи темпы падения пластового давления ниже, однако, увеличивается риск раннего прорыва воды в добывающие скважины. На этапе проектирования разработки месторождения важно подобрать оптимальный режим эксплуатации скважин. От технологического режима и способа эксплуатации будут зависеть не только проектные показатели по добыче, но и технические характеристики конструкции скважин, тип внутрискважинного оборудования, а также количество скважин на кустовой площадке [1].

При выборе оптимального дебита газа необходимо руководствоваться минимально необходимым и максимально допустимым значением. Минимально необходимое значение определяется на основе трех критериев:

1. Скорость газового потока должна обеспечивать вынос механических примесей с забоя скважины. При работе скважины со скоростью газа ниже критического значения будет происходить накопление механических примесей на забое, что может привести к снижению продуктивности скважины, а также к аварии при проведении гидродинамических исследований;

2. Скорость газового потока должна обеспечивать вынос жидкой фазы (вода, конденсат) с забоя скважины. Скопление жидкости на забое создает дополнительные гидравлические и гидростатические потери по стволу скважины, в результате чего растут потери давления. При эксплуатации газовых скважин основным ограничением является давление в шлейфе, поэтому рост потерь давления по стволу может привести к снижению дебита и привести к самозадавлению скважины;

3. Температурный режим работы скважины должен обеспечивать безгидратную эксплуатацию. Особенно важно учитывать данный параметр на месторождениях, расположенных в зонах залегания многолетнемерзлых пород. Если охлаждение потока газа по стволу скважины приводит к образованию гидратных пробок, то необходимо выполнять расчет необходимого количества ингибитора для обеспечения безгидратной работы скважины.

Максимально допустимое значение дебита определяется на основе пяти критериев:

1. Работа скважины в пределах максимально допустимой депрессии на пласт. Превышение допустимого значения депрессии может привести к форсированному разрушению коллектора, в результате чего из-за выноса механических примесей возникнут проблемы эрозионного характера. Также, превышение допустимой депрессии может привести к преждевременному подтигиванию подстилающих вод, в результате чего могут возникнуть проблемы со скоплением жидкости на забое скважины;

2. Должен соблюдаться оптимальный режим разработки месторождения. Одной из основных целей разработки месторождения является получение максимальных коэффициентов извлечения газа и конденсата. Форсированный отбор газа приведет к росту темпа снижения пластового давления, в результате чего произойдет интенсивное выпадение конденсата в коллекторе. Повышенное насыщение пор конденсатом повлечет снижение продуктивности и дебита скважины;